



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग II—खण्ड 3—उप-खण्ड (i)
PART II—Section 3—Sub-section (i)

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 614]
No. 614]

नई दिल्ली, बुधवार, नवम्बर 20, 2008/कार्तिक 29, 1930
NEW DELHI, THURSDAY, NOVEMBER 20, 2008/KARTIKA 29, 1930

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 20 नवम्बर, 2008

सा.का.वि. 807(अ).—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है :—

1. संक्षिप्त नाम और प्रारंभ

- (1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2008 कहा जाएगा।
- (2) ये राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएँ

- (1) इन विनियमों में जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,—
 - (क) 'अधिनियम' से पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 अभिप्रेत है;
 - (ख) 'नियत दिन' से 1 अक्टूबर, 2007 की तारीख अभिप्रेत है;
 - (ग) 'बोर्ड' से अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (1) के तहत गठित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अभिप्रेत है;
 - (घ) 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की क्षमता' से पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, उनका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए व्यक्तियों/फर्मों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में यथाविनिर्दिष्ट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की क्षमता अभिप्रेत है :
बशर्ते कि नियत दिन से पहले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन और विस्तार करने के लिए केन्द्र सरकार द्वारा प्राधिकृत कंपनी के संबंध में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की क्षमता निर्धारित करने के लिए संगत विनियमों में विनिर्दिष्ट आधार पर बोर्ड द्वारा यथा अनुमोदित होगी;

(ड.) 'प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क' से निम्नांकित तिथि से प्रारंभ होने वाली अवधि के लिए निर्धारित इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अभिप्रेत है-

- (i) यदि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख को अथवा उसके बाद संस्थापित की जाती है तो किसी भी वित्तीय वर्ष में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना और उस वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन पर समाप्ति की तारीख; या
- (ii) यदि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन इन विनियमों की अधिसूचना से पूर्व संस्थापित की जाती है तो किसी भी वित्तीय वर्ष में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के इन विनियमों के अधिकार क्षेत्र में आने और उस वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन को समाप्ति की तारीख;

बशर्ते कि यदि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की तारीख अथवा किसी भी वित्तीय वर्ष में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के इन विनियमों के अधिकार क्षेत्र के भीतर आने की तारीख, जैसा भी मामला हो, और उस वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन के बीच की अवधि एक सौ तिरासी दिनों से कम है तो प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की तारीख से प्रारंभ होने अथवा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के किसी भी वित्तीय वर्ष में इन विनियमों के अधिकार क्षेत्र में आने की तारीख की अवधि के लिए होगी और उसे तत्काल अगले वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन तक बढ़ाया जाएगा;

परंतु यह और कि प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्रथमतः अनंतिम आधार पर नियत किया जाएगा और तत्पश्चात् अनुसूची 'क' के खंड 9 के अधीन विनिर्दिष्ट आधार और समय-सीमा के अनुसार अंतिम रूप से नियत किया जाएगा।

(घ) 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन' से प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए स्पर लाइनों सहित किसी भी पाइपलाइन से अभिप्रेत है और इसमें सभी संलग्न उपस्कर और कंप्रेसर, स्टोरेज सुविधाएं, मीटरी यूनिटें जैसी सुविधाएं शामिल हैं लेकिन निम्नलिखित शामिल नहीं हैं:-

- (i) किसी विशिष्ट उपभोक्ता को उसकी जरूरत पूरी करने के लिए न कि उसे आगे बेचने के लिए प्राकृतिक गैस के परिवहन हेतु समर्पित पाइपलाइन;
- (ii) किसी नगर अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क जो कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (नगर अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 द्वारा विनियमित हो;

(छ) 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क' से प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन हेतु रुपयों में प्रति मिलियन ब्रिटिश थर्मल यूनिट (रुपए/एमएमबीटीयू) (सांविधिक करों और उपकरों को छोड़कर) शुल्क की यूनिट दर अभिप्रेत है;

(ज) 'शुल्क समीक्षा' से उप-विनियम (ड.) के अधीन यथाविनिर्दिष्ट प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि की समाप्ति के बाद पाँच उत्तरोत्तर वर्षों की समाप्ति के पश्चात की जाने वाली प्रथम शुल्क समीक्षा के साथ बोर्ड द्वारा प्रत्येक पाँच उत्तरोत्तर वर्षों के बाद यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समीक्षा अभिप्रेत है;

बशर्ते कि शुल्क समीक्षा के समय इस प्रकार निर्धारित यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अगली शुल्क समीक्षा तक की अवधि के लिए लागू होगा;

(झ) "शुल्क क्षेत्र" से वह क्षेत्र अभिप्रेत है-

(i) जिसकी लंबाई तीन सौ किलोमीटर हो और जो मूल स्थान से लेकर अंतिम स्थान तक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के मार्ग के साथ-साथ हो;

बशर्ते कि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का अंतिम क्षेत्र तीन सौ किलोमीटर अथवा उससे कम हो सकता है;

परंतु यह और कि तीन सौ किलोमीटर से कम लंबाई की कोई भी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन एक क्षेत्र के रूप में गिनी जाएगी; और

(ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के साथ-साथ प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की कुल लंबाई के दस प्रतिशत तक की चौड़ाई वाला एक कॉरीडोर जिसमें स्पर लाइनों की लंबाई शामिल न हो अथवा दोनों तरफ प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की सतह पर निकटतम बिंदु से पचास किलोमीटर लंबा हो, और जिसमें प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का मूल स्थान और अंतिम छोर शामिल हो, जो भी कम हो, और-

(क) प्रथम शुल्क क्षेत्र उस किसी क्षेत्र के संदर्भ के साथ मिला जाएगा जिसमें प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का इंजेक्शन बिंदु पड़ता हो; और

(ख) पश्चातवर्ती क्षेत्र शुल्क क्षेत्र अथवा शुल्क क्षेत्रों जैसा भी मामला हो, को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस प्रदान करने के लिए संविदात्मक मार्ग के किसी भी ओर अलग-अलग गिना जाएगा;

बशर्ते कि उसी स्रोत से प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र के भीतर अवस्थित सभी उपभोक्ताओं के लिए एक-

समान होगा:

बशर्त यह और कि कंपनीक्षेत्र में अवस्थित किसी भी उपभोक्ता को प्राकृतिक गैस की पूर्ति प्राकृतिक गैस पाइपलाइन से एक नई स्पर लाइन बिछाकर उसका निर्माण, प्रचालन और विस्तार करने की तकनीकी वाणिज्यिक व्यवहार्यता के अधीन करेगी।

स्पष्टीकरण:-

इस खंड के प्रयोजनार्थ प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में मूल स्थान और अंतिम स्थान और शुल्क क्षेत्र अथवा शुल्क क्षेत्रों जैसा भी मामला हो, का आनुक्रमिक संख्यांकन प्राधिकार पत्र में यथासूचित अथवा बोर्ड द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण के अनुसार होना चाहिए।

- (2) इन विनियमों में प्रयुक्त और अपरिभाषित लेकिन अधिनियम अथवा उसके अंतर्गत बनाए गए नियमों अथवा विनियमों में परिभाषित शब्दों और अभिव्यक्तियों का वही अर्थ होगा जो अधिनियम अथवा नियमों अथवा विनियमों, जैसा भी मामला हो, में लिया गया है।

3. लागू होना

ये विनियम उस कंपनी पर लागू होंगे-

- (1) जो नियत दिन से पूर्व प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, उनका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए व्यक्तियों/फर्मों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 17 के अधीन केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकृत हो;
- (2) जो नियत दिन से पूर्व प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार कर रहा हो और पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 18 के अधीन बोर्ड द्वारा प्राधिकृत हो; और
- (3) जो एक समर्पित पाइपलाइन बिछाने उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार कर रहा है जिसे पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 19 के उपविनियम (1) अथवा (2) के अधीन एक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में परिवर्तित किया जाता है।

4. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण

विनियम 3 के खंड (1) अथवा (2) के अधीन आने वाले कंपनी के संबंध में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अनुसूची 'क' में दी गई प्रक्रिया के अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

5. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण हेतु कंपनी द्वारा डाटा प्रस्तुत करने के निमित्त धर्म

प्रत्येक कंपनी बोर्ड को वित्तीय लागतें और अन्य डाटा अनुसूची 'क' के संलग्नक में दिए गए धर्म में प्रस्तुत करेगी। यदि, इन विनियमों की अधिसूचना के दिन को, प्राकृतिक गैस पाइपलाइन-

(1) चालू नहीं है, तो प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की संभावित तारीख से पहले कम से कम छह महीने अथवा इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख के नब्बे दिनों के भीतर, जो भी बाद में हो, अथवा

(2) पहले से चालू है, तो निम्नलिखित में संदर्भित किसी कंपनी के संबंध में-

(क) विनियम 3 का खंड (1), इन विनियमों की अधिसूचना के नब्बे दिनों के भीतर;

(ख) विनियम 3 का खंड (2), बोर्ड द्वारा प्राधिकार क्षेत्र के नब्बे दिनों के भीतर; अथवा

(ग) विनियम 3 का खंड (3), बोर्ड द्वारा प्राधिकार की तारीख के नब्बे दिनों के भीतर;

बशर्ते कि कंपनी विनियम 3 के खंड (1) में संदर्भित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की तारीख अथवा विनियम 3 के खंड (2) अथवा खंड (3) में संदर्भित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को बोर्ड द्वारा प्राधिकृत करने की तारीख, जैसा मामला हो, से इन विनियमों पर आधारित "लेखा आधार पर" प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क लेगा जब तक कि कोई प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अंतिम रूप से नियत नहीं कर देता;

परंतु यह और कि कंपनी उसके द्वारा इस प्रकार प्रभारित प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और बोर्ड द्वारा अंतिम रूप से नियत शुल्क के बीच के अंतर के लिए उपभोक्ताओं के साथ पूर्व प्रभावी रूप से समायोजन करेगा।

6. विविध

यदि इन विनियमों के किसी उपबंध के निवर्धन के संबंध में कोई विवाद उठता है तो बोर्ड का निर्णय अंतिम होगा।

अनुसूची क
(विनियम 4 और 5 देखें)

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण हेतु प्रक्रिया

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में लगाई गई पूंजी के मानकीय स्तर पर प्रतिलाभ की उचित दर तथा प्रचालन व्यय के मानकीय स्तर पर विचार करके निर्धारित किया जाएगा।

स्पष्टीकरण:-

‘मानकीय स्तर’ अभिव्यक्ति उस स्तर के संदर्भ में होगी जो एक दक्ष प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को विघटने, उसके निर्माण, प्रचालन और विस्तार के लिए अपेक्षित प्रचालन व्यय और पूंजी की मात्रा के संदर्भ में इसके आर्थिक कार्यकाल के लिए तर्कसंगत और न्यायसंगत हो।

1. वित्तीय व्यवहार्यता

कंपनी जिस पर ये विनियम लागू होते हैं, प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना को समस्त तकनीकी, प्रचालनात्मक, वित्तीय और लागत डाटा जोकि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में बोर्ड द्वारा अपेक्षित हो, प्रस्तुत करेगी।

2. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण हेतु पद्धति

एक अवधि के लिए प्रसारित किए जाने वाले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की यूनिट दर खंड 3 में यथादिनिर्दिष्ट प्रतिलाभ की उचित दर पर विचार करते हुए ‘रियायती नगदी प्रवाह’ (डीसीएफ) पद्धति पर आधारित परियोजना के प्रतिलाभ की आंतरिक दर होने के लिए गणना की जाएगी। डीसीएफ पद्धति की प्रयोज्यता के संगत मापदंड नीचे खंड 4 से 6 में विस्तार से दिए गए हैं।

3. प्रतिलाभ की तर्कसंगत दर

लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर होगी जो कर परचात बारह प्रतिशत के बराबर है। लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर एक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना पर एक बार लागू करने पर परियोजना के संपूर्ण आर्थिक कार्यकाल के लिए नियत हो जाएगी।

रियायती नगदी प्रवाह पद्धति परियोजना के लाभ को तर्कसंगत दर पर इन प्रवाहों को छूट देकर परियोजना के आर्थिक कार्यकाल के लिए पूंजी और प्रचालन व्यय के बहिर्प्रवाहों से अंतर्प्रवाहों को बराबर करने से संबंधित है। मात्रा और बहिर्प्रवाहों का अनुमान आर्थिक कार्यकाल से लगाया जाता है जिससे प्रतिलाभ की आंतरिक दर प्राप्त करने हेतु परियोजना द्वारा अर्जित किए जाने वाले अपेक्षित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण होता है।

टिप्पणी:

लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर पूर्व दर समय-समय पर यथासंशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रावधानों के अनुसार एक कारपोरेट निर्धारिती के लिए लागू आयकर की अतिरिक्त दर द्वारा बारह प्रतिशत तकलित कर निकाली जाती है।

4. लगाई गई कुल पूंजी पर प्रतिलाभ

- (1) परियोजना के आर्थिक कार्यकाल के लिए इसमें लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ का निर्धारण करने के लिए कुल लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की तर्कसंगत दर लागू की जाएगी और प्राधिकृत कंपनी किसी भी उपयुक्त तरीके से परियोजना का वित्तपोषण करने में स्वतंत्र है।
- (2) लगाई गई कुल पूंजी संचित अवमूल्यन² को कम करके और मानकीय कार्यपूंजी को जोड़कर परियोजना में सकल अचल परिसंपत्तियों के बराबर होगी (अवमूल्यन को छोड़कर प्रचालन लागतों के तीस दिनों के बराबर और प्राप्य अवरह दिनों का प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क)।
- (3) सकल अचल परिसंपत्तियां अर्जन की अपनी वास्तविक ऐतिहासिक लागत (परचातवर्ती किसी प्रतिस्थापन अथवा सुधार अथवा आशोधन की लागत सहित) अथवा बोर्ड द्वारा मानकीय रूप से निर्धारित, जो कि कमतर हो और एक दस अवसंरचना सृजित करने और उसे बनाए रखने के लिए सिद्धांतों³ के आधार पर आर्थिक कार्यकाल के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना में अपेक्षित लागत के बराबर होगी; अर्थात्

(क) लगाई गई कुल पूंजी के निर्धारण में अचल संपत्ति में कोई निवेश अनुलग्नक 2 में उल्लिखित आधार के अनुसार होगा:-

(ख) भारत में कहीं भी समान परियोजनाओं, यदि कोई हों, में पूंजीगत लागतें समानता के आधार पर बँचमार्क वाली हों;

(ग) अधिकतम अनुमत्य प्रचालन दबाव के संबंध में पाइपलाइन के डिजाइन और प्रचालन पद्धति ज्ञान की उपयुक्तता;

² अवमूल्यन की गणना सुव्यवस्थित पद्धति आधार पर सकल अचल परिसंपत्तियों की कीमत पर कंपनी अधिनियम, 1956 की अनुसूची-VI में यथाविनिर्दिष्ट अवमूल्यन की दर लागू करके की जाएगी।

³ इसमें निर्धारित किए गए आधार और मापदंड सर्वांगपूर्ण नहीं हैं और वे विचाराधीन विशिष्ट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना पर निर्भर करते हुए अलग-अलग हैं जिन्हें बोर्ड पारदर्शी तरीके से लागू कर सकता है।

(घ) उपलब्ध उपयुक्त प्रौद्योगिकी के मूल्यांकन के आधार पर कंप्रेसर, मीटरी पद्धतियों, एससीएडीए, अपेक्षित अभिनयन प्रणाली जैसे उपस्करों और सुविधाओं का इष्टतम उपयोग;

(ङ.) स्पर लाइनें;

(च) कंप्रेसरों के लिए डिजाइन मापदंड; और

(छ) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्रमुख उपस्करों की सुविधाओं की लागतों, उसके विछाने अथवा निर्माणगत लागतों, परियोजना प्रबंधन परामर्श सेवा और प्रचालनपूर्व व्यय का आकलन करना।

5. प्रचालन लागतें

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की आर्थिक कालावधि में इसके परिचालन और अनुरक्षण में अपेक्षित प्रचालन लागतों⁴ की निम्नलिखित कार्यात्मक लागत शीर्ष के अतिरिक्त वास्तविक आधार अथवा बोर्ड द्वारा किए गए मानकीय मूल्यांकन, जो भी कम हो, के आधार पर गणना की जाएगी; अर्थात्

(1) उपभोज्य वस्तुएं

(2) उपयोगिताएं-

(क) विद्युत;

(ख) ईंधन (प्राकृतिक गैस की लागत और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में खपत हुई प्रणाली-उपयोग प्राकृतिक गैस की मात्रा पर वसूल न हुए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क सहित);

(ग) जल;

(3) वेतन और भत्ते;

(4) मरम्मत और अनुरक्षण;

⁴ प्रचालन लागतें वे हैं जो प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के सृजित वास्तविक परिसंपत्ति के सही रखरखाव और अनुरक्षण हेतु अनिवार्य होती हैं और इनमें ऋणों पर व्याज, वसूल न किए जा सकने वाले कर्ज, विक्रय संवर्धन, विभाजन व्यय (निविदा व्यय को छोड़कर) पूंजी अथवा डिबेंचर अथवा बांड अथवा किसी ऋण के लिए किया गया व्यय, राजस्व खाते पर विनिमय अंतर जैसी कोई वित्तीय लागत शामिल नहीं है लेकिन सामान्य बैंक प्रभार, बैंक गारंटी प्रभार, एलसी प्रभार और बोली के लिए प्रभार तथा प्राधिकार की शर्तों के अनुसार अपेक्षित निष्पादन बांड शामिल हैं।

- (5) परिसम्पत्तियों (लाभ की हानि के मूल्य सहित) और लाइन पैक मात्रा पर बीमा प्रीमियम;
- (6) संबंधित प्रशासनिक और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्रचालनों के स्तर के अनुरूप उपरिष्ठित [उप खंड (5) के उप खंड (1) के अंतर्गत गैर-वर्गीकरण सीमा तक];
- (7) कम्पनी अधिनियम, 1956 की अनुसूची VI के अनुसार दरों पर आधारित सुव्यवस्थित प्रणाली आधार पर अचल परिसम्पत्तियों पर मूल्य ह्रास; और
- (8) कुल निवेशित पूंजी पर प्रतिलाभ में शामिल अचल परिसम्पत्ति से या प्रचालन लागत के रूप में माने गए व्यय में से वसूली-योग्य विविध आय, लेकिन इसमें व्याज से हुई आय, बिक्री अथवा किसी अचल या अन्य सम्पत्ति के अंतरण से हुआ लाभ या हानि शामिल नहीं है, यदि कोई है तो वह प्रचालन लागत से हुआ लाभ होगा।

6. यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में विचार की जाने वाली मात्रा

- (1) परियोजना की मितव्ययी कालावधि पर यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में गुणक के रूप में मानी गई प्राकृतिक गैस की मात्रा का निर्धारण मानकीय आधार पर निम्नानुसार किया जाएगा :-

- (क) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के प्रथम पांच वर्षों के प्रत्येक वर्ष के लिए गुणक कंपनी की क्षमता आवश्यकता और पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइप लाइनों बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के अन्तर्गत निर्धारित अन्य कंपनियों के साथ तय की गई संविदागत क्षमता के योग को नीचे दिए गए आधार पर उस वर्ष के लिए लागू प्रतिशत उपयोग से गुणा करके निकाला जाएगा:-

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रचालन वर्ष	प्रतिशत उपयोग
पहला	60%
दूसरा	70%
तीसरा	80%
चौथा	90%
पांचवां	100%

- (ख) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के छठे और बाद के वर्षों के लिए गुणक निम्नलिखित के समान होंगे :-

- (i) कंपनी की क्षमता आवश्यकता और पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन् बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के अन्तर्गत निर्धारित अन्य कंपनियों के साथ तय की गई सविदागत क्षमता के योग का 100 प्रतिशत; और
- (ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के तत्काल पहले के वर्ष के दौरान पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन् बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में निर्धारित अतिरिक्त क्षमता के लिए समान वाहक आधार पर परिवहन की गई प्राकृतिक गैस की वास्तविक मात्रा।

स्पष्टीकरण -

किसी वर्ष में समान वाहक आधार पर परिवहन की गई वास्तविक मात्रा और उप-खण्ड (1) की मद (ख) की उप मद (ii) के अंतर्गत गुणक में शामिल मात्रा के बीच के अन्तर का समायोजन यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की डीसीएफ गणना में भावी आधार पर किया जाएगा।

- (2) उप-खण्ड (1) के अंतर्गत निर्धारित प्राकृतिक गैस की मात्रा को निम्नलिखित प्रयोजन के लिए एमएमबीटीयू के रूप में इसकी ऊर्जा में परिवर्तित किया जाएगा:-

- (क) जिन विभिन्न प्राकृतिक गैसों का परिवहन कंपनी द्वारा इस वर्ष के दौरान किए जाने की संभावना है उनके ताप मूल्य की भरित औसत को ध्यान में रखते हुए अन्तिम यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण;
- (ख) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि के दौरान ग्राहकों को सुपुर्द की गई प्राकृतिक गैस के भरित औसत ताप मूल्य को ध्यान में रखते हुए अन्तिम प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण;
- (ग) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि के अन्त से प्रथम शुल्क समीक्षा की देय तारीख तक की अवधि के बीच ग्राहकों को सुपुर्द की गई प्राकृतिक गैस के भरित औसत ताप मूल्य को ध्यान में रखते हुए प्रथम शुल्क समीक्षा;
- (घ) शुल्क समीक्षा और पिछली शुल्क समीक्षा के बीच की अवधि के दौरान ग्राहकों को सुपुर्द की गई प्राकृतिक गैस के भरित औसत ताप मूल्य को ध्यान में रखते हुए बाद की कोई शुल्क समीक्षा।

7. मितव्ययी कालावधि

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की मितव्ययी कालावधि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में विनिर्दिष्ट किए गए के अनुसार होगी।

8. शुल्क क्षेत्रों में यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन की कार्यविधि

(1) कंपनी बोर्ड के अनुमोदन के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, निर्माण प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 7 के उप-विनियम (क), (ख) और (ग) के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट पद्धति को अपनाते हुए विनियम 5 के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट तरीके से परियोजना की मितव्ययी कालावधि के दौरान सम्पूर्ण शुल्क क्षेत्रों के यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन से संबंधित गणना प्रस्तुत करेगी बशर्ते कि -

- (क) ऐसी पद्धति को अपनाते हुए बोली देने की कोई आवश्यकता न हो;
- (ख) विभिन्न शुल्क क्षेत्रों में यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के ऐसे संविभाजन के लिए कोई तरजीह लागू न हो; और
- (ग) कंपनी ऐसे संविभाजन का निर्धारण करने के लिए स्वयं की संख्या का उपयोग करे।

(2) निम्नलिखित अवधि के दौरान प्रत्येक शुल्क क्षेत्र के लिए यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन के लिए विभिन्न शुल्क क्षेत्रों में वास्तव में परिवहन की गई मात्रा कंपनी द्वारा परिवहन की हुई समझी गई मात्रा से अलग होने के कारण कंपनी द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की वसूली में अधिक उपलब्धि या कम उपलब्धि के लिए ग्राहकों के साथ कंपनी द्वारा कोई समायोजन नहीं किया जाएगा:

- (क) प्रारम्भिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की अवधि;
- (ख) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के समाप्त होने के पश्चात पहले पांच और बाद के वर्ष; और
- (ग) दो लगातार शुल्क समीक्षाओं के बीच की अवधि।

9. प्रारम्भिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण और यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समीक्षा

(1) यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण इसकी मितव्ययी कालावधि के लिए किया जाएगा और निम्नलिखित के दौरान तैयार किया जाएगा-

- (क) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के लिए लागू अवधि;
- (ख) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समाप्ति के पश्चात् पांच लगातार वर्षों की अवधि; और
- (ग) किन्हीं दो लगातार शुल्क समीक्षाओं के बीच की अवधि।
- (2) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए इसके संविभाजन का निर्धारण अनन्तिम गणनाओं के आधार पर किया जाएगा।
- (3) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क से संबंधित अंतिम गणनाएं निम्नलिखित के लिए अपेक्षित समायोजनों को ध्यान में रखकर की जाएंगी :-
- (क) खण्ड 4 और खण्ड 5 में दिए गए के अनुसार वास्तविक पूंजी और प्रचालन लागत का मानकीय बोर्ड द्वारा रूप से आकलित लागत, जो भी कम हो;
- (ख) खण्ड 6 के उप-खण्ड (1) की मद (क) के अनुसार मानी गई मात्रा; और
- (ग) खण्ड 6 के उप-खण्ड (2) की मद (ख) के अनुसार मात्रा का उसकी ऊर्जा समानता में परिवर्तन।
- (4) कंपनी उप-खण्ड (2) के अन्तर्गत अनन्तिम गणना के आधार पर वसूल किए गए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और उप-खण्ड (3) के अन्तर्गत अंतिम गणना के अनुसार वसूली योग्य शुल्क के बीच के अंतर को ग्राहकों के साथ समायोजित करेगी।
- (5) उप-खण्ड (3) के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट अनन्तिम यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क बोर्ड द्वारा इसे संशोधित किए जाने तक पहली शुल्क समीक्षा होने की अवधि के लिए लागू होंगे।
- (6) कंपनी बोर्ड के अनुमोदन के लिए सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन सहित इसकी अनन्तिम गणना करने सहित विनियम 5 के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट रूप और समय में इन विनियमों के अधिसूचित होने के पश्चात् यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण के आंकड़े प्रस्तुत करेगी।
- बशर्ते कि सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए प्रारम्भिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन सहित इसकी अंतिम गणना प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के लिए लागू अवधि की अंतिम तारीख से तीन माह पहले प्रस्तुत की जाए।
- (7) कंपनी सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए प्रारम्भिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन सहित इसकी गणना विनियम-5 में विनिर्दिष्ट रूप में प्रत्येक शुल्क समीक्षा के समय निम्नलिखित से तीन माह के अन्दर प्रस्तुत करेगी:-

(क) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के पश्चात् लगातार पांच वर्षों के अंतिम वर्ष के अन्त में; या

(ख) पूर्ववर्ती शुल्क समीक्षा अवधि के अंत में

वर्षों की गणना में वास्तविक लागत, वित्तीय और प्रचालन आंकड़े या बोर्ड द्वारा मानकीय रूप से आकलित आंकड़े जो भी उप-खण्ड (क) और (ख) जैसा भी मामला हो, के अन्तर्गत निर्दिष्ट अवधि से संबंधित खण्ड 4 और 5 के अनुसार कम हो।

(8) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के पश्चात् लगातार पांच वर्षों या किसी शुल्क समीक्षा के दौरान पाए गए निम्नलिखित अन्तरों के लिए समायोजना परियोजना की मितव्ययी कालावधि की शेष अवधि को ध्यान में रखते हुए भावी आधार पर क्रिसीएफ गणनाओं में किया जाएगा, नामतः:

(क) पूंजीगत और प्रचालन लागतों से संबंधित वास्तविक निष्पादन के कारण हुए अन्तर, जिनकी खण्ड 4 और 5 के अन्तर्गत पहचान किए गए मानकीकृत मानदण्डों के साथ तुलना की गई हो;

(ख) खण्ड 6 के उप-खण्ड (1) की उप-भेद (ii) के स्पष्टीकरण के अन्तर्गत माताओं से संबंधित अन्तर; और

(ग) खण्ड 8 के उप-खण्ड (2) के अन्तर्गत ऊर्जा समानता में अन्तर।

(9) बोर्ड स्वयं या कंपनी के अनुरोध पर, जैसा भी मामला हो, निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुए दो शुल्क समीक्षाओं के बीच किसी भी समय यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समीक्षा कर सकता है-

(i) नियोजित पूंजी पर प्रतिफल की दर को मिलाकर उपयोग की गई आयकर की लागू नाममात्र दर;

(ii) यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में प्रयुक्त किसी मानदण्ड में हुआ अचानक परिवर्तन।

(10) किसी शुल्क समीक्षा के पश्चात् निर्धारित किए गए प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के पश्चात् लगातार पांच वित्तीय वर्षों की अवधि के लिए अन्तिम और अंतिम प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क, यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क बोर्ड द्वारा संशोधित किए जाने तक लागू रहेंगे।

संलग्नक 1
[देखें विनियम 5]

परियोजना पूंजी लागत स्तर (कैपेक्स बाहरी प्रवाह).

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर भारतीय रुपए	एफई विदेशी मुद्रा	योग (*)
क	संयंत्र और मशीनरी			
1	रसीविंग टर्मिनल [देखें संलग्नक 1 (क)]			
2	करोशर स्टेशन [देखें संलग्नक 1 (ख)]			
3	मध्यवर्ती टर्मिनल [देखें संलग्नक 1 (ग)]			
4	सुपुर्दगी टर्मिनल [देखें संलग्नक 1 (घ)]			
5	पाइपलाइन [देखें संलग्नक 1 (ङ)]			
	उप-योग (क)			
ख	इंजीनियरिंग लागत			
1	विस्तृत इंजीनियरिंग प्रापण, निर्माण, पर्यवेक्षण और परियोजना प्रबंधन			
2	उपर्युक्त पर सेवा कर			
	उप-योग (ख)			
ग	स्थल संबंधित लागत			
1	भूमि			
2	अन्य कोई (क्योंरा दिया जाए)			
	उप-योग (ग)			
घ	मालिक की लागत, शुरुआती खर्च			
1	शुरुआती और स्थापित खर्च			
2	मालिक का प्रबंधन खर्च			
	उप-योग (घ)			
ङ	अन्य लागत			
1	आकस्मिकताएं और वृद्धि			
2	प्रारंभिक और प्रचालन-पूर्व खर्च			
3	निर्माण अवधि तथा विलंब-पौषण प्रकार			
4	कार्य पूंजी के लिए माजिन धनराशि			
	उप-योग (ङ)			
	योग (क+ख+ग+घ+ङ)			

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

टिप्पणी: विस्तृत अनुमान/गणना मद ड. में दी जाए

संलग्नक 1 (क)
[देखें विनियम 5]

रसिदों के दर्जनों की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएमआर भारतीय रुपए	धकई विदेशी मुद्रा	बोनस (%)	तकनीकी विशेषताएँ
क	प्रमुख मटेरियल				
1	सिमेंट, ईंट तथा प्लास्टर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	मोर्टारिंग पणाली				
3	कार्टरिंग फिनिशिंग				
4	अग्नि सुरक्षा पणाली				
5	विद्युत आपूर्ति व्यवस्था				
6	कंप्यूटर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
7	अन्य कोई मटेरियल (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	घर का सामान				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इन्स्ट्रुमेंटेशन				
4	अन्य कोई मटेरियल (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	अतिरिक्त पूंजी (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	उत्पादन				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इन्स्ट्रुमेंटेशन				
4	सिविल कार्य				
5	भूमि				
6	अन्य कोई मटेरियल (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ङ	कर और शुल्क				
1	समूची भाड़ा				
2	सामान शुल्क				
3	बंदरगाह इंडरिंग				
4	अतिरिक्त भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कर और टैक्स कर				
7	सीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्योरा दी)				
	उप-योग				
	बोनस (क से इ.)				

(*) आईएमआर = विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

संलग्नक 1 (ख)
दिखे विनियम 5]

कंप्रेसर की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएमआर	इफई	योग (*)	तकनीकी विविधियाँ
		भारतीय रुपए	विदेशी मुद्रा		
क	प्रमुख मटे				
1	कंप्रेसर				हर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	स्कैपर ट्रेप तथा पिग सिग्नलर				
3	मोटरिंग प्रणाली				
4	कार्टरिज फिल्टर				
5	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
6	विप्लव आपूर्ति व्यवस्था				
7	अन्य कोई मटे (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	बल्क सामग्री				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इन्स्ट्रुमेंटेशन				
4	अन्य कोई मटे (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	ऑटोमैटिक पूल (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	अपवाहन				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इन्स्ट्रुमेंटेशन				
4	सिपेल कार्य				
5	आग्नि				
6	अन्य कोई मटे (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ङ	कर और शुल्क				
1	समझौता भाड़ा				
2	सोमा शुल्क				
3	बंदरगाह फीसिंग				
4	अतिदेशीय भाड़ा				
5	अपवाद और कोणसटी				
6	कार्या टीका कर				
7	सीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्योरा दी)				
	उप-योग				
	योग (क से ङ.)				

(*) आईएमआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

संलग्नक 1 (ग)
[देखें विनियम 5]

संलग्नक 1 (ग) की प्रतिलिपि

क्र. सं.	विवरण	आईएसआर भारतीय रुपए	एफए विदेशी मुद्रा	योग (*)	तकनीकी प्रतिक्रिया
क	प्रमुख मर्च				
1	सूक्ष्म रेश तथा पिग सिगरेट्स				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	मोटारिय प्रणाली				
3	कार्टरिज फिल्टर				
4	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
5	विपुल आपूर्ति व्यवस्था				
7	अन्य कोई मद (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	बल्क सामग्री				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इन्सुलेशन				
4	अन्य कोई मद (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	अतिरिक्त पूर (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	उत्पादन				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इन्सुलेशन				
4	निश्चित कार्य				
5	भूमि				
6	अन्य कोई मद (ब्योरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ङ	कर और शुल्क				
1	समूची भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	कंटेनर इन्सुरेंस				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य केसा कर				
7	सीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्योरा दें)				
	उप-योग				
	योग (क से ङ.)				

[*] आईएसआर विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

संलग्नक 1 (घ)
[देखे विनियम 5]

संपूर्ण तमिल की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर भारतीय रुपए	एफई विदेशी मुद्रा	योग (*)	तकनीकी विशेषता
क	प्रमुख मदें				
1	स्केपर ट्रेप तथा पिंग सिगनलर				दर क्षमता आपतकाल के अनुसार
2	मोटरिंग प्रणाली				
3	कॉन्ट्रोल फिल्टर्स				
4	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
5	विद्युत आपूर्ति व्यवस्था				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	बल्क सामग्री				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इंस्ट्रुमेंटेशन				
4	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	अतिरिक्त पूंजी (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	उत्थापन				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इंस्ट्रुमेंटेशन				
4	सिखित कार्य				
5	अग्नि				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ङ	कर और शुल्क				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अतिदेशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेका कर				
7	घोषणा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्यौरा दे)				
	उप-योग				
	योग (क से ङ.)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

संलग्नक 1 (ड.)
[देखें विनियम 5]

पाइपलाइनों की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर	एफई	योग (*)	तकनीकी विशेषीकरण
क	प्रमुख मदें				
1	सर्वेक्षण और भूमि अन्वेषण				
2	भूमि, आरओय और फसल मुआवजा				
3	लाइन पाइपस				बाहरी व्यास और दीवारों की मोटाई
4	लाइन सामग्री				
5	कोटिंग और पाइप परिवहन				
6	पाइपलाइन बिछाना				
7	कैथोडिक सुरक्षा				
8	ओएफसी, टेलिकॉम और टेलीसुपरवाइजरी प्रणाली				
9	एससीएडीए और एपीपीएस प्रणाली				
11	विद्युत स्रोत				
12	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	लघु मदें				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेकर कर				
7	बीमा				
8	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
	योग (क+ख)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

संलग्नक 1 (ख) [देखें विनियम 5]

नकद प्रवाह विवरण

रुपए

क्र.सं.	वर्ष	निर्माण अवधि					आर्थिक आय				वर्ष 25
		वर्ष -3	वर्ष -2	वर्ष -1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4			
1	निर्धारित का सीत इन्विट्री या अधिमान इन्विट्री (*) आवधिक ऋण और अल्पावधिक ऋण प्रधानता से नकद कार्य पूंजी के लिए बैंक ऋण अन्य (किसी उल्लेख करें)										
2	निर्धारित का प्रयोग पूँजी खर्च सामान्य/अतिरिक्त पूँजी खर्च निवृत्त कार्य पूँजी में इन्विट्री या (कभी) ऋणों की अनुपयोगिता इन्विट्री धारकों को लाभान्वित वितरणयोग्य लाभ पर कर अन्य (किसी उल्लेख करें)										
3	नकद अविशेष या (घाटा) प्रारम्भिक नकद बकाया अंतिम नकद बकाया										

(*) सतिपूर्ति ध्वारा दिया जाए।

संलग्नक 1 (ज)

[देखें विनियम 5]

तुलन पत्र (\$)

वर्ष	निर्माण अवधि				आर्थिक आय				रुपए
	वर्ष 3	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 4	वर्ष 3	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 4	
परिसंपत्तियां									वर्ष 25
सकल निर्धारित परिसंपत्तियां									
घटा : संचित मूल्य ह्रास (*)									
निवल निर्धारित परिसंपत्तियां									
निवल चालू परिसंपत्तियां									
नकद और बैंक बकाया									
निवेश निर्धारित परिसंपत्तियां									
विविध निर्धारित परिसंपत्ति									
आस्थगित राजस्व खर्च									
अन्य (कृपया उल्लेख करें)									
देनदारियां									
निवल मूल्य									
इक्वटी पूंजी									
अधिमान शेयर पूंजी (**)									
रिजर्व									
ऋण									
रुपया आवधिक ऋण									
एफसी आवधिक ऋण									
कार्य पूंजी के लिए ऋण									
अन्य (कृपया उल्लेख करें)									

(\$) वास्तविक या अनुमान, जहां कहीं लागू हो।

(*) परिसंपत्ति शीर्ष-वार मूल्य ह्रास गणना दी जाए।

(**) जिस सीमा तक क्षतिपूर्ति न हो, वहां क्षतिपूर्ति अधिमान पूंजी को ऋण में दर्शाया जाए।

टिप्पणी

क) लेखा-परीक्षित तुलन पत्र, जहां लागू हो, संलग्न किया जाए।

भाग II: प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र की तुलना में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का आनंदन

[illegible]

100

एम्प्लॉयमेंट रिकॉर्ड में				
वर्कर्स	प्लान नं. 1	प्लान नं. 2	प्लान नं. 3	प्लान नं. 4
प्रत्येक प्लान क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रारंभिक प्रवृत्ति			
प्रत्येक प्लान क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रारंभिक प्रवृत्ति			
प्रत्येक प्लान क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रारंभिक प्रवृत्ति			
प्रत्येक प्लान क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रारंभिक प्रवृत्ति			
प्रत्येक प्लान क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रारंभिक प्रवृत्ति			

डेप्युटी

1. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्रों की तुलना में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के अन्तर्गत गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्रों में प्रस्तुत करती है।
2. प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र की तुलना में इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क को निश्चित करने के आधार पर उत्पन्न किया जाए।
3. क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र में मात्रा पर विचार करने का आधार उपलब्ध कराया जाए (जैसा की प्रतिगम संलग्न की जाये)।
4. उपरोक्त के संबंध में मात्रा प्रमण्यगोपनीयता में उपलब्ध कराई जाए तथा प्राकृतिक गैस की मात्रा को उद्योग को सम्बन्धित एनर्जीकोमिटीयू में परिचित करने के आधार पर प्रदर्शित किया जाए।

संलग्नक 1 (अ)

दिसे विजियम ५)

अनुसंधान

1. पुत्री लाकट के निर्धारित करने के लिए प्रयुक्त शिक्षित दूर के भारतीय नृदा में वर्णन प्राप्त।
2. कंधी द्वारा व्यक्ति प्रभावित मातल उपलब्ध बनाने का प्रयत्न।

[illegible]

(*) कठिनी एवं मिठानी अधिक विपणित फलर और परिकल्पनायक बनना तथा मिठाई उत्पादन का धीरे धीरे प्रवेश करना चाहते हैं।

(5) घुसपिछान, शिथिल, खोपड़ा आदि की सुसज्जा में सेना और सशस्त्र बलों का उपयोग कराया गया।

(2) व्यापक और अत्यन्त प्रतिलिखित व्यय का आधर (आवदन के आधर समित) उपलब्ध बनाया जाय।

(14) राज मीरि, वसिष्ठ एवं अन्य नामक शिल मन्त्रों की हानि पर इतिहास में क्या उपाय किये जाये।

Figure 1

क प्रकाशन लाहौर की प्रत्येक मूढ क समर्थ विद्वान् अग्रजान् और कार्य संलग्न किए और

वै. सारभट्ट उद्योगी वर्ग के लिए लम्बाई के किताबों और आभूषण का पूरा अन्धकार उपलब्ध कराना चाहें।

- [illegible]

	वर्ग 1	वर्ग 2	वर्ग 3	वर्ग 4	वर्ग 5
निजी आधारभूत					
अनुसूचित वर्ग					
अनुसूचित जाति (*)					
अन्य					

(*) सामान्य वाहन मकल पास तथा सैर-विहिन आधार में उपलब्धि कर्षण और

अनुसूची क का संलग्नक 2

[अनुसूची का खण्ड 4(3) (क) देखें]

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के लिए नियोजित कुल पूंजी पर प्रतिफल के निर्धारण में स्थायी सम्पत्ति का विवेचन

नियोजित कुल पूंजी पर प्रतिफल का निर्धारण करने में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में स्थायी परिसम्पत्तियों पर विचार करने का आधार निम्नलिखित मानदण्डों के अनुसार होगा:-

- (1) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में स्थायी परिसम्पत्ति ठोस परिसम्पत्ति होती है जिसकी एक वर्ष से अधिक की उपयोगी प्रचालन कालावधि होती है और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के जरिए राजस्व सृजन का अभिन्न अंग होती है। प्रतिभूतियों में निवेश, साख, मौजूदा परिसम्पत्तियाँ, बड़े खाते न झली गई संचित हानि, चल रहा कार्य, आदि स्थायी परिसम्पत्तियाँ नहीं होतीं।

- (2) हानियों के पुनः मूल्यांकन या पूंजीकरण के कारण स्थायी परिसम्पत्ति की ऐतिहासिक लागत में हुए किसी परिवर्तन पर ध्यान नहीं दिया जाएगा। तथापि, किसी स्थायी परिसम्पत्ति में सुधार, संशोधन, विस्तार या प्रतिस्थापन पर व्यय की गई लागत पर, भारतीय सनदी लेखाकार संस्थान के अनिवार्य लेखाकरण मानकों में निर्धारित विवेचन के अनुसार ध्यान नहीं दिया जाएगा।
- (3) क्रय की गई भूमि की केवल लागत और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए अनिवार्य सुविधाएं स्थापित करने के लिए प्रयुक्त भूमि पर विचार नहीं किया जाएगा। भावी उपयोग (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में क्षमता का विस्तार करने) के लिए क्रय की गई भूमि पर अभी विचार किया जाएगा जब उसका उपयोग किया जाए।
- (4) स्थायी परिसम्पत्ति के प्रारंभण पूर्व चरण के दौरान ऋण पर ब्याज (किसी विदेशी मुद्रा में लिए गए किसी ऋण के मामले में विदेशी मुद्रा में अन्तर सहित) के पूंजीकरण के कारण स्थायी परिसम्पत्ति के मूल्य में हुए किसी परिवर्तन पर विचार किया जाएगा बशर्ते कि उस ऋण का उपयोग केवल उक्त स्थायी परिसम्पत्ति का सृजन करने के लिए किया गया हो।
- (5) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना की मितव्ययी कालावधि की समाप्ति तक "रेलिंग आधार" पर नियोजित पूंजी पर प्रतिफल के लिए स्थायी परिसम्पत्ति पर विचार किया जाएगा बशर्ते कि प्रारंभण बंद न कर दिया जाए। स्थायी परिसम्पत्ति का प्रारंभण बंद किए जाने पर इसकी बिक्री या स्कैपिंग से प्राप्त हुए मूल्य पर डीसीएफ गणनाओं में परियोजना अन्तः प्रवाह के रूप में विचार किया जाएगा। मितव्ययी कालावधि के अंतिम वर्ष में स्थायी परिसम्पत्ति का शेष मूल्य जो मूल लागत और संचित मूल्यहास की राशि के बीच का अन्तर होता है, को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की डीसीएफ गणनाओं में परियोजना अन्तः प्रवाह के रूप में माना जाएगा।
- (6) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में लाइन-पैक मात्रा का विवेचन नीचे दी गई कार्यविधि के अनुसार किया जाएगा-
 - (क) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में लाइन पैक के रूप में अपेक्षित प्राकृतिक गैस की मात्रा का आकलन प्रारंभण किए जाने पर सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों के लिए संबद्ध विनियमों में निर्दिष्ट किए गए के अनुसार होगी।
 - (ख) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस के और यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण के लिए नियोजित कुल पूंजी में शामिल लाइन-पैक मूल्य पर मूल्य हास न होने वाली स्थायी परिसम्पत्ति के रूप में विचार किया जाएगा और यह मूल्य परियोजना की मितव्ययी कालावधि तक नियत रहेगा।
 - (ग) लाइन-पैक मात्रा या मूल्य प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रारंभण के समय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस छोड़ने के समय प्राकृतिक गैस की औसत लागत से लाइन-पैक की मात्रा को गुणा करके निकाली जाएगी।

- (घ) परियोजना की मितव्ययी कालावधि की समाप्ति पर लाइन-पैक माश का निस्तारण मूल्य, उप-खण्ड (ख) के अन्तर्गत निर्दिष्ट किए गए के अनुसार इसके पूंजीकरण के समय आकलित मूल्य के बराबर होगा और इसे परियोजना अन्तः प्रवाह के रूप में माना जाएगा।

[फा. सं. एस-प्रशा./11/8/2008-खण्ड-1]

रतन पी. वातल, सचिव

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 20th November, 2008

G.S.R. 807(E).—In exercise of the powers conferred by Section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations, namely :—

1. Short title and commencement.

- (1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008.
- (2) They shall come into force on the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions.

- (1) In these regulations, unless the context otherwise requires,—

- (a) "Act" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006;
- (b) "appointed day" means the date of October 1, 2007;
- (c) "Board" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of section 3 of the Act;
- (d) "capacity of natural gas pipeline" means the capacity of natural gas pipeline as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing

Entities for Laying, Building, Operating or Expanding Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008:

Provided that the capacity of natural gas pipeline in respect of entity authorized by the Central Government for laying, building, operating or expanding natural gas pipelines before the appointed day shall be as approved by the Board as per the basis specified in the relevant regulations for determining the capacity of natural gas pipeline;

(e) "initial unit natural gas pipeline tariff" means the unit natural gas pipeline tariff determined for a period commencing from-

- (i) the date of commissioning of the natural gas pipeline in any financial year and ending on the last day of that financial year in case the natural gas pipeline is commissioned on or after the notification of these regulations; or
- (ii) the date of coming of the natural gas pipeline within the purview of these regulations in any financial year and ending on the last day of that financial year in case the natural gas pipeline is commissioned before the notification of these regulations:

Provided that in case the period between the date of commissioning of the natural gas pipeline or the date of coming of the natural gas pipeline within the purview of these regulations in any financial year, as the case may be, and the last day of that financial year is less than one hundred and eighty three days, the initial unit natural gas pipeline tariff shall be for a period commencing from the date of commissioning of the natural gas pipeline or the date of coming of the natural gas pipeline within the purview of these regulations in the financial year and extend up to the last day of the immediately succeeding financial year:

Provided further that the initial unit natural gas pipeline tariff shall be fixed on a provisional basis first and then finalized as per the basis and in the time frame specified under clause 9 of Schedule A.

- (f) "natural gas pipeline" means any pipeline including spur lines for transport of natural gas and includes all connected equipments and facilities, such as, compressors, storage facilities, metering units but excludes-
- (i) dedicated pipeline laid to transport natural gas to a specific customer to meet his requirement and not for resale;
- (ii) pipelines in a city or local natural gas distribution network which are regulated by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008;
- (g) "natural gas pipeline tariff" means the unit rate of tariff for a natural gas pipeline (excluding statutory taxes and levies) in rupees per million British Thermal Units (Rs./ MMBTU) for transport of natural gas;
- (h) "tariff review" means the review of the unit natural gas pipeline tariff after every five consecutive years by the Board with the first tariff review to be done after the end of five consecutive years after the end of the initial unit natural gas pipeline tariff period as specified under sub-regulation (e):

Provided that the unit natural gas pipeline tariff so determined at the time of any tariff review shall apply for the period up to the next tariff review;

- (i) "tariff zone" means the zone-
- (i) of a length of three hundred kilometers each along the route of the natural gas pipeline from the point of origin till the end point:

Provided that the last zone of the natural gas pipeline may be of a length of three hundred kilometers or less;

Provided further that any natural gas pipeline of a length less than three hundred kilometers shall be counted as a zone; and

(ii) a corridor along the natural gas pipeline with a width of up to ten percent of the total length of the natural gas pipeline without including the length of the spur lines or fifty kilometers measured from the nearest point on the surface of the natural gas pipeline on both sides, and including the point of origin and the end point of the natural gas pipeline, whichever is less, and-

(a) the first tariff zone shall be counted with reference to any zone in which the point of injection of natural gas into the natural gas pipeline falls; and

(b) the subsequent tariff zone or tariff zones, as the case may be, shall be counted separately on either side along the contractual path for delivery of natural gas in the natural gas pipeline:

Provided that the natural gas pipeline tariff for transport of natural gas from the same source shall be uniform for all the customers located within the zone:

Provided further that the entity shall supply natural gas to any customer located in the zone subject to the techno-commercial feasibility of laying, building, operating or expanding a new spur line from the natural gas pipeline.

Explanation.-

For the purposes of this clause, the point of origin and the end point in the natural gas pipeline as also the sequential numbering of the tariff zone or tariff zones, as the case may be, shall be as indicated in the letter of authorization or fixation of the natural gas pipeline tariff by the Board.

(2) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made thereunder, shall have the meanings

respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be.

3. Application.

These regulations shall apply to an entity-

- (1) authorized by the Central Government under regulation 17 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 for laying, building, operating or expanding a natural gas pipeline before the appointed day;
- (2) laying, building, operating or expanding a natural gas pipeline before the appointed day and authorized by the Board for such activities under regulation 18 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008; and
- (3) laying, building, operating or expanding a dedicated pipeline which is converted into a natural gas pipeline under the provisions of sub-regulation (1) or (2) of regulation 19 of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008.

4. Determination of natural gas pipeline tariff.

The natural gas pipeline tariff in respect of an entity covered under clause (1), clause (2) or clause (3) of regulation 3 shall be determined as per the procedure at Schedule A.

5. Form for data submission by entity for determination of natural gas pipeline tariff.

Every entity shall submit to the Board the financial costs and other data in the form at Attachment 1 of Schedule A, if, as on the day of the notification of these regulations, the natural gas pipeline-

(1) is not in operation, then at least six months before the likely date of commissioning of the natural gas pipeline, or within ninety days of the date of notification of these regulations, whichever is later; or

(2) is already in operation, then, in relation to an entity referred to in-

(a) clause (1) of regulation 3, within ninety days of the notification of these regulations;

(b) clause (2) of regulation 3, within ninety days of the grant of authorization by the Board; or

(c) clause (3) of regulation 3, within ninety days of the date of authorization by the Board:

Provided that the entity shall charge initial unit natural gas pipeline tariff "on account basis" based on these regulations from the date of commissioning of natural gas pipeline referred to in clause (1) of regulation 3 or the date of authorization by the Board of natural gas pipeline referred to in clause (2) or clause (3) of regulation 3, as the case may be, till the date the Board provisionally fixes the initial unit natural gas pipeline tariff:

Provided further that the entity shall carry out adjustments, with a retrospective effect with the customers for the difference between the initial unit natural gas pipeline tariff that the entity had so charged and that provisionally fixed by the Board

6. Miscellaneous.

If any dispute arises with regards to the interpretation of any of the provisions of these regulations, the decision of the Board shall be final.

Schedule A**[see regulations 4 and 5]****Procedure for determination of natural gas pipeline tariff.**

The natural gas pipeline tariff shall be determined by considering a reasonable rate of return on normative level of capital employed plus a normative level of operating expenses in the natural gas pipeline.

Explanation.-

The expression "normative level" shall be with reference to a level, which is both reasonable and justifiable in terms of incurrence of capital and operating expenditure required for laying, building, operating or expanding an efficient natural gas pipeline over its economic life.

1. Financial feasibility.

The entity to which these regulations apply shall submit all technical, operating, financial and cost data of the natural gas pipeline project that may be required by the Board in determination of the natural gas pipeline tariff.

2. Methodology for determination of natural gas pipeline tariff.

The unit rate of natural gas pipeline tariff to be charged for a period shall be the calculated based on the "Discounted Cash Flow" (DCF) methodology¹ considering the reasonable rate of return as specified in clause 3 to be the project's internal rate of return. The parameters relevant to the applicability of the DCF methodology have been described in detail in clauses 4 to 6 below.

¹ Discounted Cash Flow methodology refers to equating the inflows from the projected revenues arising out of natural gas pipeline tariff with the outflows of capital and operating expenditures over the economic life of the project by discounting these flows at the project's reasonable rate of return. The volumes and outflows are estimated over the economic life which results in the determination of the natural gas pipeline tariff required to be earned by the project to achieve the internal rate of return.

3. Reasonable rate of return.

The rate of return on capital employed shall be the rate of return on capital employed equal to twelve percent post-tax. The rate of return on capital employed once applied to a natural gas pipeline project shall remain fixed for the entire economic life of the project.

Note:

The pre-tax rate of return on capital employed shall be computed by grossing-up twelve percent by the nominal rate of income tax applicable for corporate assesses as per the provisions of the Income Tax Act, 1961, as amended from time to time.

4. Return on total capital employed.

- (1) The reasonable rate of return shall be applied on the total capital employed to determine the return on capital employed in the project over its economic life and the authorized entity is free to leverage the financing of the project in any suitable manner.
- (2) The total capital employed shall be equal to the gross fixed assets in the project less accumulated depreciation² plus normative working capital (equal to thirty days of operating costs excluding depreciation and eighteen days natural gas pipeline tariff receivables).
- (3) The gross fixed assets shall be equal to their actual historical cost of acquisition (including the cost of any subsequent replacement or improvement or modification) or that normatively assessed by the Board, whichever is lesser and required in the natural gas pipeline project over its economic life based on the principles³ to create and sustain an efficient infrastructure namely:-

² Depreciation shall be calculated by applying the rates of depreciation as specified in Schedule VI to the Companies Act, 1956 on the value of gross fixed assets on a straight line basis.

³ The basis and parameters identified here are not exhaustive and may vary depending upon the specific natural gas pipeline project under consideration which the Board may apply in a transparent manner.

- (a) treatment of an investment in the fixed asset in determination of total capital employed shall be as per the basis indicated in Attachment 2;
- (b) capital costs in similar projects, if any, elsewhere in India benchmarked on a "like-to-like" basis;
- (c) appropriateness of the pipeline design and the operating philosophy with regards to maximum allowable operating pressure;
- (d) optimization of the equipments and facilities such as, compressors, metering systems, SCADA, fire fighting required, based on an assessment of the appropriate available technology;
- (e) spur lines;
- (f) design parameters for compressors; and
- (g) assessment of the costs of major equipments and facilities in the natural gas pipeline, laying or building costs, project management consultancy and pre-operative expenditure.

5. Operating costs.

Operating costs ⁴ required in the operation and maintenance of the natural gas pipeline over its economic life shall be computed, on an actual basis or based on a normative assessment by the Board, whichever is lower, over the following functional cost heads, namely:-

- (1) consumables;

⁴ Operating costs are those which are necessary for a proper upkeep and maintenance of a tangible asset created for operation of the natural gas pipeline and does not include any financial cost, like, interest on loans, bad-debts, sales promotion, advertisement expenses (except for tenders), expenditure incurred in raising or servicing of capital or debenture or bond or any debt, exchange variation on revenue account, but includes normal bank charges, bank guarantee charges, LC charges and bank charges for bid and performance bonds required as per the terms of authorization.

(2) utilities-

(a) power;

(b) fuel (including the cost of natural gas and the natural gas pipeline tariff not recovered on the volume of system-use natural gas consumed in the natural gas pipeline);

(c) water;

(3) salaries and wages;

(4) repairs and maintenance;

(5) insurance premia on assets (excluding the value of loss of profit) and on line-pack volumes;

(6) administrative overheads [to the extent not classifiable under sub-clause (1) to sub-clause (5)], related and also commensurate to the level of operations in the natural gas pipeline;

(7) depreciation on fixed assets on straight line basis based on rates as per Schedule VI to the Companies Act, 1956); and

(8) miscellaneous income realizable from a fixed asset included in the return on total capital employed or out of an expense considered as an operating cost, but does not include interest income, profit or loss on sale or transfer of any fixed or other asset, if any, shall be netted from the operating cost.

6. Volumes to be considered in determination of the unit natural gas pipeline tariff.

(1) The volumes of natural gas to be considered as divisor in the determination of the unit natural gas pipeline tariff over the economic life of the project shall be computed on a normative basis as indicated below:-

- (a) the divisor for each of the first five years of operations of the natural gas pipeline shall be arrived by multiplying the applicable percentage utilization for the year, as per the basis indicated below, with the sum of the capacity requirement of the entity and the firm-up contracted capacity with other entities as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008:-

Year of natural gas pipeline operations	Percentage utilization
First	60%
Second	70%
Third	80%
Fourth	90%
Fifth	100%

- (b) the divisor for the sixth and the subsequent years of operation of the natural gas pipeline shall be equal to:

- (i) one hundred percent of the sum of the capacity requirements of the entity and the firm-up contracted capacity with other entities as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008; and
- (ii) the actual volume of natural gas transported on common carrier basis against the extra capacity as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 during the immediately preceding year of operation of the natural gas pipeline.

Explanation.-

The adjustment for the difference between the actual volume transported on common carrier basis in any year and that included in the divisor under sub-item (ii) to item (b) of sub-clause (1) shall be carried out on a prospective basis in the DCF calculations for unit natural gas pipeline tariff.

(2) The volume of natural gas determined under sub-clause (1) shall be converted into its energy equivalence in MMBTU terms for the purpose of-

- (a) determination of the provisional unit natural gas pipeline tariff by considering the weighted average of heat value of different natural gases which are likely to be transported by the entity during this period;**
- (b) determination of the final initial unit natural gas pipeline tariff by considering the weighted average heat value of the natural gas delivered to customers during the initial unit natural gas pipeline tariff period;**
- (c) first tariff review by considering the weighted average heat value of natural gas delivered to the customers between the period from the end of the initial unit natural gas pipeline tariff period and the due date of the first tariff review;**
- (d) any subsequent tariff review by considering the weighted average heat value of the natural gas delivered to the customers during the period between that tariff review and the immediate previous tariff review.**

7. Economic life.

The economic life of the natural gas pipeline shall be as specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipeline) Regulations, 2008.

8. Procedure for apportioning of unit natural gas pipeline tariff over the tariff zones.

- (1) The entity shall submit for the Board's approval, the calculations in respect of apportioning of the unit natural gas pipeline tariff over all the tariff zones during the economic life of the project in the form specified under regulation 5, by following the methodology as specified under sub-regulations (a), (b) and (c) of regulation 7 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities for Laying,**

Building, Operating or Expanding Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 except that-

- (a) there shall be no requirement of bidding while following such methodology;
- (b) no weightage shall apply to such apportionment of the unit natural gas pipeline tariff over different tariff zones; and
- (c) the entity shall use its own numbers in determining such apportionment.

(2) No adjustment shall be made by the entity with the customers for any over-achievement or under-achievement in the recovery of the natural gas pipeline tariff by the entity due to the volumes actually transported in different tariff zones being different than the volumes considered by the entity for apportioning the unit natural gas pipeline tariff for each of the tariff zones during-

- (a) the period of initial unit natural gas pipeline tariff;
- (b) the first five and consecutive years after the end of the initial unit natural gas pipeline tariff; and
- (c) the period between any two consecutive tariff reviews.

9. Determination of initial unit natural gas pipeline tariff and review of unit natural gas pipeline tariff.

(1) The unit natural gas pipeline tariff shall be determined for the natural gas pipeline over its economic life and levelized during-

- (a) the period applicable for the initial unit natural gas pipeline tariff;
- (b) the period of five consecutive years after the end of the initial unit natural gas pipeline tariff; and

- (c) the period between any two consecutive tariff reviews.
- (2) The initial unit natural gas pipeline tariff including its apportioning over all tariff zones shall be determined based on provisional computations.
 - (3) The final computations in respect of the initial unit natural gas pipeline tariff shall be made considering the adjustments required for-
 - (a) the actual capital and operating costs or that normatively assessed by the Board, whichever is lower as specified under clause 4 and clause 5;
 - (b) volume consideration as per item (a) of sub-clause (1) of clause 6; and
 - (c) volume conversion into its energy equivalence as per item (b) of sub-clause (2) of clause 6.
 - (4) The entity shall adjust with the customers, the difference between the natural gas pipeline tariff recovered based on the provisional computation under sub-clause (2) and that recoverable as per the final computation under sub-clause (3);
 - (5) The final unit natural gas pipeline tariff as specified under sub-clause (3) shall apply for the period upto the first tariff review until the time the same is revised by the Board;
 - (6) The entity shall submit for Board's approval the data for determination of the unit natural gas pipeline tariff after the notification of these regulations in the form and time frame specified under regulation 5 alongwith the provisional computations of the initial unit natural gas pipeline tariff including the apportioning of the same over all tariff zones;
Provided that the final computations of the initial unit natural gas pipeline tariff including apportioning of the same over all tariff zones shall be submitted three months before the last date of the period applicable for the initial unit natural gas pipeline tariff.
 - (7) The entity shall submit computation of the unit natural gas pipeline tariff including apportioning of the same over all tariff zones in the form specified under regulation 5 at the time of each tariff review within three months of the-
 - (a) end of the last year of the five consecutive years after the initial unit natural gas pipeline tariff; or

(b) end of the preceding tariff review period:

Provided that the computation shall consider the actual cost, financial and operational data or that normatively assessed by the Board, whichever is lesser as per clauses 4 and 5 in respect of the period specified under sub-clause (a) or (b), as the case may be.

(8) Adjustments on account of the following variations during the five consecutive years after the initial unit natural gas pipeline tariff or any tariff review shall be made in the DCF calculations on a prospective basis by considering the remaining period of the economic life of the project, namely:-

(a) the variations on account of the actual performance with respect to the capital and operating costs which when compared with the normative parameters identified under clauses 4 and 5;

(b) the variations in respect of the volumes under Explanation to sub-item (ii) of sub-clause (1) of clause 6; and

(c) the variations in the energy equivalence under sub-clause (2) to clause 6.

(9) The Board may, either on its own or on the entity's request, carry out a review of the unit natural gas pipeline tariff any time between two tariff reviews, as the case may be, considering-

(i) applicable nominal rate of income tax used for grossing-up the rate of return on capital employed;

(ii) sudden change in any parameter used in the determination of the unit natural gas pipeline tariff.

(10) The provisional and final initial unit natural gas pipeline tariff, unit natural gas pipeline tariff for the period of five consecutive financial years after the initial unit natural gas pipeline tariff and the unit natural gas pipeline tariff fixed after any tariff review thereafter shall continue to apply till the time the same is revised by the Board.

Attachment 1				
(see regulation 5)				
Project capital cost summary (Capex outflows).				
Sr. No.	Description	INR Indian rupees	FE Foreign exchange	Total (*)
A	Plant and machinery			
1	Receiving terminal [see attachment 1 (a)]			
2	Compressor station [see attachment 1 (b)]			
3	Intermediate terminal [see attachment 1 (c)]			
4	Delivery terminal [see attachment 1 (d)]			
5	Pipeline [see attachment 1 (e)]			
	Subtotal (A)			
B	Engineering costs			
1	Detailed engineering, procurement, construction, supervision and project management			
2	Service Tax on above			
	Subtotal (B)			
C	Site related costs			
1	Land			
2	Any other (details to be given)			
	Subtotal (C)			
D	Owner's cost, start-up expenses			
1	Start-up and commissioning expenses			
2	Owner's management expenses			
	Subtotal (D)			
E	Other Costs			
1	Contingencies and escalation			
2	Preliminary and pre-operative expenses			
3	Interest during construction period and financing charges			
4	Margin money for working capital			
	Subtotal (E)			
	Total (A+B+C+D+E)			
(*) INR + FE converted to INR.				
Note: Detailed assumption / calculations to be given for item E.				

Attachment 1 (a)
[see regulation 5]

Capital cost of receiving terminal.

Sr. No.	Description	INR Indian rupees	FE Foreign exchange	Total (*)	Technical specifications
A	Major Items				
1	Scraper traps and pig signaler				Rated capacity as per supplier
2	Metering system				
3	Cartridge filters				
4	Fire protection system				
5	Power supply arrangement				
6	Compressors				Rated capacity as per supplier
7	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	Bulk Materials				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	Spare (details to be given)				
	Subtotal				
D	Erection				
1	Mechanical				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Civil works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	Taxes and duties				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

Attachment 1 (b)
[see regulation 5]

Capital cost of compressors.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian rupees	Foreign exchange		
A	Major items				
1	Compressors				Rated Capacity as per Supplier
2	Scraper traps and pig signaler				
3	Metering system				
4	Cartridge filters				
5	Fire protection system				
6	Power supply arrangement				
7	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	Bulk materials				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	Spares (details to be given)				
	Subtotal				
D	Erection				
1	Mechanical				
2	Electricals				
3	Instrumentation				
4	Civil Works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	Taxes and duties				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

Attachment 1 (c)
[see regulation 5]

Capital cost of intermediate terminal.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian rupees	Foreign exchange		
A	Major items				
1	Scraper traps and pig signaler				Rated Capacity as per supplier
2	Metering system				
3	Cartridge filters				
4	Fire protection system				
5	Power supply arrangement				
7	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	Bulk materials				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	Spares (details to be given)				
	Subtotal				
D	Erection				
1	Mechanical				
2	Electricals				
3	Instrumentation				
4	Civil Works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	Taxes and duties				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

Attachment 1 (d)
[see regulation 5]

Capital cost of delivery terminal.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian Rupees	Foreign exchange		
A	Major items				
1	Scraper traps and pig signalling				Rated Capacity as per supplier
2	Metering system				
3	Cartridge filters				
4	Fire protection system				
5	Power supply arrangement				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	Bulk materials				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	Spares (details to be given)				
	Subtotal				
D	Erection				
1	Mechanical				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Civil Works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	Taxes and duties				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

Attachment 1 (e)

[see regulation 5]

Capital cost of pipelines.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
A	Major items				
1	Survey and soil investigation				
2	Land, ROU and crop compensation				
3	Line pipes				Outer diameter and wall thickness
4	Line materials				
5	Coating and pipe transportation				
6	Pipeline laying				
7	Cathodic protection				
8	OFC, telecom and telesupervisory system				
9	SCADA & APPS system				
11	Power source				
12	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	Minor items				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other cost (details to be given)				
	Subtotal				
	Total (A+B)				

(*) INR + FE converted to INR.

Attachment 1 (f)

[see regulation 5]

Profit and Loss Account (\$)

Sr. No.	Description	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
1	Total inflows					
a	-Revenue from natural gas pipeline tariff					
2	Total operating cost outflows					
a	Consumables and chemicals					
b	Utilities - (Power, fuel and water)					
c	Salaries					
d	Repair and maintenance					
e	General administrative expenses (including bank charges on bid bond and performance bond as per grant of authorization)					
f	Any other expenses (to be deleted)					
g	Insurance (including on line-pack volumes)					
3	Profit before depreciation interest and tax (PBIDIT) (1 - 2)					
4	Interest on working capital borrowings to the extent utilised in working capital requirement for above expenses (with rates)					
5	Interest on term loans (with rates)					
6	Profit before depreciation and tax (PBIDT) (3 - 4 - 5)					
7	Depreciation on G.M. assets and miscellaneous expenses written off (give details of year)					
8	Profit before tax (PBIT) (6 - 7)					
9	Tax provision (provided as per income tax rules in force)					
10	Profit after tax (PAT) (8 - 9)					
	Cash from operation (CFO) (10 - 7) - to be transferred to cash flow sheet					

(\$) Actuals or estimates, whichever applicable

(f) Excluding all direct, indirect and allocated common cost beyond transportation of natural gas in natural gas pipeline. Financial costs and selling expenses to be excluded

Note

1. The natural gas pipeline tariff shall be based on the actual volumes of natural gas transported in natural gas pipeline as determined by DCF methodology adopted by considering a PRR, at which level the net inflows equal the net outflows over the economic life of the project.
2. For expansion or extension of natural gas pipeline - data in the above format as applicable for project post expansion or extension.
3. Non-operating income (such as interest on interest-free refundable security deposits from PHS domestic customers) not to be considered as project inflows.
4. Mutual benefit, if available, is to be reflected separately along with the calculations.
5. Copy of Audited Profit and Loss Account to be attached, wherever applicable.

Attachment 1 (g)

[see regulation 5]

Cash flow statement.

Sr. No.	Year	Construction period			Economic Life					Ra.
		Year-3	Year-2	Year-1	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 25	
1	Sources of funds									
a	Equity or Preference Equity (*)									
b	Term Loans and short term loans									
c	Cash from operations									
d	Bank borrowings for working capital									
e	Others (please specify)									
2	Uses of funds									
a	Capital expenditure									
b	Normal/ additional capital expenditure									
c	Increase or (decrease) in net working capital									
d	Repayment of loans									
e	Dividends to equityholders									
f	Tax on distributable profits									
g	Others (please specify)									
3	Cash surplus or (deficit)									
a	Opening cash balance									
b	Closing cash balance									

(*) Redemption details to be given.

Attachment 1 (h)

[see regulation 5]

Balance Sheet (\$)

Year	Construction period				Economic Life				Rs.
	Year -3	Year -2	Year -1	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 25	
Assets									
Gross fixed assets									
Less : Accumulated depreciation (*)									
Net fixed assets									
Net current assets									
Cash and bank balance									
Investments									
Miscellaneous fixed assets									
Deferred revenue expenditure									
Others (please specify)									
Liabilities									
Net worth									
Equity capital									
Preference share capital (**)									
Reserves									
Debt									
Rupee term loans									
FC term loans									
Bank borrowings for working capital									
Others (please specify)									

(\$) Actuals or estimates, wherever applicable.

(*) Asset head-wise depreciation calculations to be provided.

(**) To the extent non-redeemable, redeemable preference capital to be shown under debt.

Note

a) Copy of audited Balance Sheet to be attached, wherever applicable.

Attachment 1 (f)
[see regulation 5 and clause 8 and clause 9 of Schedule A]

Part I: Computations for natural gas pipeline tariff based on project ROR.

Year	Construction period					Economic life				
	Year 1-1	Year 1-2	Year 1-3	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7
a) Capital and operating cost outflows (including margin money)										
b) Inflows (Profit before depreciation, interest and income tax as per item 3 of estimated profit and loss account in Attachment 1 (f))										
Net inflows/ (outflows)										
Cumulative inflows/ (outflows)										
Levelized unit natural gas pipeline tariff calculated based on the reasonable rate of return as specified in clauses 2 and 3 of Schedule A for:										
a) the period of initial unit natural gas pipeline tariff (T1)										
b) the period of five consecutive years after the initial unit natural gas pipeline tariff (T2)										
c) the period of each of the tariff review period (T3 and onwards) calculated based on reasonable rate of return as project's internal rate of return as specified in clause 2 of Schedule A.										
T1: Per Year				T2: Per Year				T3: Per Year		
1				12 for year 2 to year 6				13 for year 7 to year 11		
								And so on...		

Notes:

1. The calculations for natural gas pipeline tariff alongwith the data are required to be submitted by the entity to the Board/each time the same is due for fixation or review.
2. The adjustments required in the DCF calculations for the variations in capital cost, operating cost and volumes as per the basis specified under 9 of Schedule A shall be clearly specified at the time of submission of such computations to the Board.
3. Capital outflows includes outflows on account of capital work-in-progress.

(in Re. / AMBTV)

(in Rs / MMBTU)						
Period applicable for initial unit natural gas pipeline tariff / Review period	Unit natural gas pipeline tariff	Tariff zone 1	Tariff zone 2	Tariff zone 3	Tariff zone 4	Tariff zone 5
			$X\% = \left[\frac{\text{Index no. of number of units supplied}}{\text{Index no. of units supplied in Tariff Zone 1}} \right]$			$Y\% = \left[\frac{\text{Increase (lower than 100%) over preceding tariff zone}}{\text{Increase over preceding tariff zone}} \right]$
		$TZ1 = \text{Zone number to be indicated for the period applicable to initial unit natural gas pipeline tariff}$	$X\% = \left[\frac{\text{Index no. of number of units supplied}}{\text{Index no. of units supplied in Tariff Zone 1}} \right]$	$TZ1 = Y\% \times X\% \times TZ1$	$TZ1 = Y\% \times X\% \times TZ1$	$TZ1 = Y\% \times X\% \times TZ1$
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	For the period applicable to initial unit natural gas pipeline tariff		$TZ1 = TZ1 + \text{Above incremental increase over TZ1}$	$TZ2 = TZ1 + \text{Above incremental increase over TZ1}$	$TZ3 = TZ2 + \text{Above incremental increase over TZ2}$	$TZ4 = TZ3 + \text{Above incremental increase over TZ3}$
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Second (")					
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Third (")					
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Fourth (")					
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Fifth (")					

(*) The process shall be followed on the same basis as described for the period applicable for initial natural gas pipeline tariff period.

(in MM\$TU)						
	Period	Tariff zone 1	Tariff zone 2	Tariff zone 3	Tariff zone 4	Total
Volumes considered in each tariff zone	Initial period					
Volumes considered in each tariff zone	First Review Period					
Volumes considered in each tariff zone	Second Review Period					
Volumes considered in each tariff zone	Last Review Period					

2009

1. The calculations for apportionment of natural gas pipeline tariff over natural gas pipeline tariff zones are required to be submitted for every tariff review period.
2. The basis followed in allocating the unit natural gas pipeline tariff over each of the natural gas pipeline tariff zone to be specified.
3. The basis for consolidating the volumes in each natural gas pipeline tariff zone to be provided (including copies of contracts to be enclosed).
4. Volumes in MMSGD to be provided in respect of above and the basis for conversion of volume of natural gas into an energy equivalence in MMBTU to be indicated.

Attachment 1 (I)

[see regulation 5]

Assumptions.

1. Exchange rate used for determining the capital costs in Indian currency to be indicated.
2. Format for providing annual operating cost by the entity:

Description of cost elements	Rs.
A. Variable cost	
1 Consumables	
Fuel (quantity and rates)	
2 Utilities (quantity and rates)	
a) Power (°)	
b) Water	
c) Any other expenses (to be specified)	
Sub Total	
B. Fixed and semi variable cost	
1 Salary and wages	
2 General administration	
3 Repairs and maintenance	
4 Any other expenses (to be specified) (E)	
Sub Total	
C Insurance (%)	
Total (A+B+C)	

- (°) Break-up of purchased power (over fixed charge & variable charge) & own generation to be provided.
 (\$) Break-up over routine & turnaround as well as function-wise over electrical, civil, mechanical, etc. to be provided.
 (E) Basis of direct & indirect administrative expenses (alongwith basis of allocation to be provided).
 (%) Break-up of premium on loss of profit policy, facilities & line-fill quantity to be provided.

Note

- a. For each item of operating cost, detailed assumptions and workings to be attached.
 - b. For common overheads, complete basis of apportionment and allocation of costs to be provided.
3. Project implementation schedule to be given along with break up of expenditure for each year.
 4. Loan schedule to be provided for each type of loan, interest rates, repayments etc.
 5. Depreciation schedule as per the Companies Act and Income Tax Act should be provided.
 6. Section-wise capacity of the natural gas pipeline alongwith length of each section.
 7. Pipeline design capacity and rated capacity of compressors to be provided.
 8. Capacity utilisation proposed and the basis to be provided.
 9. Implementation period of project in phases to be provided.
 10. Economic life of the project.
 11. Applicable income tax rates and the exemption, if any available under the Income Tax Act, 1961 to be provided.
 12. Details of volumes of natural gas estimated to be transported in the natural gas pipeline over the economic life alongwith copies of the contracts for booking pipeline capacity to be provided in following format:

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	-----	Year 25
Own Requirement						
Firm Contracted						
Extra capacity (*)						
Total						

(*) to be made available on common carrier open access and non-discriminatory basis

13. Basis for conversion of natural gas volumes into its energy equivalence in MMBTU to be provided.
14. All assumptions with reference to the estimates of capital or operating costs and any other assumption which has a material impact on the determination of the unit natural gas pipeline tariff are to be separately indicated along with the financial impact of the same.

Attachment 2 to Schedule A
[see clause 4 (3) (a) of the Schedule]

Treatment of a fixed asset in the determination of return on total capital employed for natural gas pipeline tariff.

The basis of considering fixed assets in a natural gas pipeline in the determination of the return on total capital employed shall be as per the following norms:-

- (1) A fixed asset in a natural gas pipeline is a tangible asset having a useful operating life of more than one year and is integral to the generation of revenues through natural gas pipeline tariff. Investment in securities, goodwill, current assets, accumulated loss not written-off, work-in-progress, etc. are not fixed assets.
- (2) Any change in the historical cost of the fixed asset due to revaluation or capitalization of losses shall not be considered. However, cost incurred in improvements, modification, expansion or replacement of any fixed asset shall be considered in line with the treatment prescribed in the mandatory accounting standards of The Institute of Chartered Accountants of India.
- (3) Only the cost of land purchased and used for putting the facilities essential to the natural gas pipeline shall be considered. Land purchased for any future use (such as for putting-up facilities required for expansion of capacity in natural gas pipeline or its extension) shall be considered only when used.
- (4) Any change in the value of the fixed asset due to capitalization of interest on loan (including foreign exchange variation in case of any loan in any foreign currency) during the pre-commissioning phase of the fixed asset shall be considered provided such loan was utilized for creation of the said fixed asset only.
- (5) A fixed asset shall be considered for return on capital employed on a "rolling basis" till the end of the economic life of the natural gas pipeline project, provided it is not de-commissioned. On de-commissioning of the fixed asset, the value realized on its sale

or scrapping shall be considered as a project inflow in the DCF calculations. In the terminal year of the economic life, the residual value of the fixed asset, which is the difference between the original cost less the amount of accumulated depreciation shall be treated as a project inflow in the DCF calculations for natural gas pipeline tariff.

(6) Treatment of line-pack volume in natural gas pipeline shall be as per the procedure indicated below:-

(a) Assessment of the volume of natural gas required as line pack in the natural gas pipeline as and when commissioned shall be as specified in the relevant regulations for technical standards and specifications, including safety standards.

(b) The line-pack value of natural gas in natural gas pipeline and included in the total capital employed for determination of the unit natural gas pipeline tariff shall be considered as a non-depreciating fixed asset and the value to remain fixed over the economic life of the project.

(c) The value of the line-pack volume shall be derived by multiplying the volume of line-pack by the average cost of natural gas at the point of injection of natural gas into the natural gas pipeline at the time of commissioning of the natural gas pipeline.

(d) The salvage value of the line-pack volume at the end of the economic life of the project shall be equal to its value assessed at the time of its capitalization specified under sub-clause (b) and shall be considered as a project inflow.

[F. No. S-Admn/11/8/2008-Vol.-1]

RATAN P. WATAL, Secy.